

DELIBERATION N° 2022-156

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juin 2022 relative à l'analyse des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement à couvrir par les tarifs réglementés de vente du gaz d'Engie

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

La loi n° 2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), met fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz naturel des fournisseurs historiques, pour toutes les catégories de consommateurs, en plusieurs étapes :

- les clients professionnels ne peuvent plus bénéficier des TRV depuis le 1^{er} décembre 2020 ;
- les clients résidentiels ainsi que les syndicats de copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage unique d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh devront, eux, opter pour une offre de marché d'ici le 1^{er} juillet 2023.

Les TRV de gaz naturel ne sont plus commercialisés depuis le 8 décembre 2019. Néanmoins, pour les contrats en cours d'exécution à la date de publication de la LEC et jusqu'aux échéances mentionnées ci-dessus, les dispositions du code de l'énergie relatives au mode de construction et aux missions de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) abrogées par la LEC restent applicables dans leur rédaction antérieure à cette loi.

Les TRV de gaz en distribution publique sont encadrés par les articles L. 445-1 à L. 445-4 et R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie.

L'article R. 445-2 du code de l'énergie dispose que « *les tarifs réglementés de vente du gaz naturel couvrent les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et les coûts hors approvisionnement* ».

L'article L. 445-3 du code de l'énergie dispose que les « *tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients qui ont exercé leur droit prévu à l'article L. 441-1* ».

L'article R. 445-4 du code de l'énergie prévoit que « *pour chaque fournisseur, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie fixe, à l'issue de l'analyse détaillée remise par celle-ci, [...] et au plus tard le 1er juillet, les barèmes des tarifs réglementés à partir, le cas échéant, des propositions du fournisseur* ».

L'article R. 445-3 du code de l'énergie dispose que « *Pour chaque fournisseur est définie une formule tarifaire qui traduit la totalité des coûts d'approvisionnement en gaz naturel. La formule tarifaire et les coûts hors approvisionnement permettent de déterminer le coût moyen de fourniture du gaz naturel, à partir duquel sont fixés les tarifs réglementés de vente de celui-ci, en fonction des modalités de desserte des clients concernés.*

Les coûts hors approvisionnement comprennent notamment :

- 1° Les coûts d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et, le cas échéant, des réseaux de distribution publique de gaz naturel, résultant de l'application des tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz fixés par la Commission de régulation de l'énergie ;
- 2° Les coûts d'utilisation des stockages de gaz naturel, le cas échéant ;
- 3° Les coûts de commercialisation des services fournis, y compris une marge commerciale raisonnable.

La méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement pour chaque fournisseur est précisée par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

La Commission de régulation de l'énergie effectue, chaque année, une analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement. Les coûts de commercialisation peuvent être, en cas d'indisponibilité des données, estimés à partir de moyennes. La Commission de régulation de l'énergie intègre notamment dans son analyse les possibilités d'optimisation du portefeuille d'approvisionnement de chaque fournisseur sur la période écoulée. Elle peut proposer aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de revoir la formule tarifaire ou la méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement, afin de prendre en compte l'évolution des coûts dans les tarifs. Elle remet au Gouvernement les résultats de cette analyse et les rend publics, dans le respect du secret des affaires, au plus tard le 15 mai.

La formule tarifaire est fixée par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, le cas échéant sur proposition du fournisseur, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Chaque fournisseur rend accessibles et compréhensibles par le public, par tout moyen approprié, les déterminants de sa formule tarifaire et les modalités de calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, dans les limites autorisées par le secret des affaires. »

L'article R.445-4 du code de l'énergie prévoit que « Pour chaque fournisseur, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie fixe, à l'issue de l'analyse détaillée remise par celle-ci, prévue par le septième alinéa de l'article R. 445-3, et au plus tard le 1er juillet, les barèmes des tarifs réglementés à partir, le cas échéant, des propositions du fournisseur. [...] Pour rendre son avis, la Commission de régulation de l'énergie s'appuie notamment sur les éléments comptables produits par le fournisseur, conformément à l'article L. 111-88. »

L'arrêté du 28 juin 2021 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fournis par Engie a fixé les TRV ainsi que la formule permettant d'estimer l'évolution de ses coûts d'approvisionnement entre le 1^{er} juillet 2021 et le 30 juin 2022.

En réponse à la hausse importante des prix de marché de gros du gaz naturel, le décret n°2021-1380 du 23 octobre 2021 a gelé le niveau des tarifs réglementés de vente de gaz naturel d'ENGIE à compter du 1^{er} novembre 2021.

La loi de finances pour 2022 prévoit que la période de gel s'étend jusqu'au 30 juin 2022, et peut être modifiée par arrêté conjoint des ministres chargés de l'économie et de l'énergie et fixée à une date comprise entre le 30 avril 2022 et le 31 décembre 2022

Elle prévoit également un dispositif de compensation des pertes de recettes des fournisseurs d'offres aux TRVG :

« Les pertes de recettes supportées entre le 1er novembre 2021 et [le 30 juin 2022] par les fournisseurs de gaz naturel fournissant aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel, calculées comme étant la différence entre les revenus provenant de l'application des tarifs réglementés qui auraient été appliqués en l'absence [de gel tarifaire] et les revenus provenant de l'application des tarifs effectivement appliqués en application [du gel tarifaire], constituent des charges imputables aux obligations de service public, au sens des articles L. 121-35 et L. 121-36 du code de l'énergie.

Ces charges, diminuées des recettes supplémentaires perçues dans le cadre du rattrapage prévu au II du présent article, sont compensées selon les modalités prévues aux articles L. 121-37 à L. 121-41 du code de l'énergie, en tenant compte de l'acompte [...], dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés approuvés par la CRE lors de l'établissement de la formule tarifaire, pour les clients concernés, sur la période mentionnée au présent alinéa ».

D'autre part, le décret n°2022-514 du 9 avril 2022, a étendu le bouclier tarifaire aux personnes physiques qui résident à titre principal ou secondaire dans des copropriétés, immeubles gérés par un organisme d'habitation à loyer modéré et logements raccordés à un réseau de chaleur, jusque-là, non éligibles aux dispositions introduites par la loi de finance pour 2022. Le décret prévoit une « mesure d'aide » pour ces catégories de consommateurs, calculée sur la base de la différence entre le tarif gelé d'ENGIE, et le tarif qui aurait été applicable en dehors des dispositions de bouclier tarifaire.

Dans l'hypothèse d'un prolongement du bouclier tarifaire, comme annoncé par le gouvernement, la définition des tarifs réglementés pour la période à venir n'aura pas pour unique conséquence la couverture des coûts d'ENGIE, mais également un effet sur le budget de l'État au travers du dispositif de compensation de l'ensemble des fournisseurs d'offres éligibles.

2 juin 2022

En application du code de l'énergie, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts des fournisseurs historiques de gaz naturel en 2022. La CRE a notamment examiné l'ensemble des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement réalisés sur l'année 2021 et prévisionnels sur la période tarifaire allant du 1^{er} juillet 2022 au 30 juin 2023.

Par la présente délibération, la CRE présente les résultats de ses travaux propres à Engie. Il appartiendra ensuite au gouvernement de proposer un projet d'arrêté sur les TRV d'Engie sur lequel la CRE rendra son avis.

SOMMAIRE

| | |
|---|-----------|
| 1. ANALYSE DES COUTS ET DES RECETTES D'ENGIE SUR L'ANNEE 2021 AU PERIMETRE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ..... | 5 |
| 1.1 PRINCIPES METHODOLOGIQUES..... | 5 |
| 1.2 BILAN DE L'ANALYSE DES ECARTS SUR 2021..... | 5 |
| 2 LES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES COUTS D'ENGIE SUR LA PERIODE TARIFAIRE ALLANT DU 1^{ER} JUILLET 2022 AU 30 JUIN 2023..... | 6 |
| 2.1 LES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES COUTS D'APPROVISIONNEMENT..... | 6 |
| 2.1.1 Rappel de la formule en vigueur pour la période juillet 2021 - juin 2022..... | 6 |
| 2.1.2 L'évolution des conditions d'approvisionnement d'Engie..... | 6 |
| 2.2 LES PERSPECTIVES D'EVOLUTIONS DES COUTS HORS APPROVISIONNEMENT 2022-2023..... | 7 |
| 2.2.1 Les coûts de distribution..... | 8 |
| 2.2.2 Les coûts de transport..... | 8 |
| 2.2.3 Les coûts de stockage..... | 9 |
| 2.2.4 Les coûts commerciaux..... | 11 |
| 2.2.5 Synthèse de l'évolution des coûts hors approvisionnement..... | 14 |
| 3 ANALYSES COMPLEMENTAIRES DE LA CRE : FIN DES TRVG ET GEL TARIFAIRE..... | 15 |
| 3.1 L'ECHANCE DE FIN DES TRV JUSTIFIE LA MISE EN PLACE D'UN DISPOSITIF DE BOUCLAGE FINANCIER POUR ASSURER LA COUVERTURE DES COUTS SUR LEUR DERNIERE ANNEE D'EXISTENCE..... | 15 |
| 3.2 LES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES PRIX SUR LES MARCHES DE GROS NE PERMETTENT PAS D'ANTICIPER UNE BAISSSE DES TRV..... | 15 |
| 3.3 AFIN DE LIMITER L'IMPACT DU GEL TARIFAIRE SUR LE BUDGET DE L'ETAT ET DE CONTRIBUER A L'INDISPENSABLE BAISSSE DE LA CONSOMPTION DE GAZ, IL DEVRAIT ETRE ENVISAGE D'AUGMENTER PROGRESSIVEMENT LE NIVEAU DU TRV DE GAZ..... | 16 |
| 4 SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS DE LA CRE..... | 18 |

1. ANALYSE DES COÛTS ET DES RECETTES D'ENGIE SUR L'ANNEE 2021 AU PERIMETRE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ

1.1 Principes méthodologiques

En application des dispositions de l'article L. 111-89 du code de l'énergie, Engie transmet annuellement à la CRE des comptes dissociés de son activité de fourniture de gaz naturel entre clients aux tarifs réglementés de vente (TRV) et clients en offres de marché.

Afin d'apprécier la couverture des coûts au périmètre de l'activité de fourniture de gaz aux clients au TRV en 2021, la CRE a pu s'appuyer sur la comptabilité de la Direction du Tarif Réglementé (DTR) d'Engie. Créée au 1^{er} janvier 2018, cette direction autonome dédiée exclusivement son activité à la gestion de la clientèle au TRV.

Engie a transmis à la CRE, le 5 avril 2022, ses comptes dissociés relatifs à l'exercice 2021. Ceux-ci sont établis sur la base de principes de dissociation approuvés par la CRE dans sa délibération du 17 mai 2016 portant approbation des principes de tenue des comptes séparés d'Engie pour les activités de fourniture aux clients finals au TRV. Le principe d'imputation directe aux différentes activités prévaut lorsque cela est possible. Lorsque, pour certains postes, le principe d'imputation directe n'est pas pertinent, des clés de répartition sont définies et prises en compte pour déterminer la part imputée aux activités concernées.

La CRE veille chaque année à la constance de l'application de ces principes de dissociation.

1.2 Bilan de l'analyse des écarts sur 2021

Les comptes dissociés permettent de déterminer le résultat d'exploitation réalisé par Engie au périmètre de l'activité de fourniture de ses clients au TRV. Sur la base de l'examen approfondi des comptes d'Engie, tant de ses coûts d'approvisionnement que de ses coûts hors approvisionnement, la CRE constate que les coûts d'Engie (y compris la marge commerciale) ont été correctement couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux TRV en 2021.

Une partie de cet écart ne constitue pas un gain réel pour Engie mais résulte d'effets de présentation comptable, la définition de la comptabilité dissociée ne permettant pas d'évaluer à elle seule la couverture réelle des coûts d'Engie par les TRV. Comme pour les années précédentes, la CRE a retraité le résultat comptable des effets qu'elle juge non pertinents car résultant de jeux d'écriture comptable. Aucun changement de méthodologie n'a été opéré par la CRE par rapport à l'exercice de l'année dernière.

Retraité de ces effets, l'écart entre les recettes issues des ventes aux clients au TRV et les coûts réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2021 est très inférieur à la marge commerciale incluse. Il s'élève à - 0,1 % du chiffre d'affaires.

Ce faible écart s'explique par des effets positifs et négatifs qui se compensent, notamment :

- (i) une perte consécutive à l'écart entre les coûts d'approvisionnement évalués par la formule tarifaire 2021/2022 et les coûts d'approvisionnement réalisés.
- (ii) un gain consécutif à des conditions climatiques plus froides, induisant une consommation supérieure par rapport aux conditions climatiques standard.

La CRE constate que l'écart entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente et les coûts réellement supportés par l'opérateur est faible en 2021, et n'appelle pas de compensation a posteriori.

2 LES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES COÛTS D'ENGIE SUR LA PERIODE TARIFAIRE ALLANT DU 1^{ER} JUILLET 2022 AU 30 JUIN 2023

2.1 Les perspectives d'évolution des coûts d'approvisionnement

2.1.1 Rappel de la formule en vigueur pour la période juillet 2021 - juin 2022

L'arrêté du 28 juin 2021 a fixé la formule permettant d'estimer l'évolution des coûts d'approvisionnement d'Engie. La formule en vigueur est établie pour refléter les différentes formules de prix des contrats long terme d'Engie importés ou susceptibles de l'être.

L'évolution du terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel (« m ») est fonction :

- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur mensuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le mois du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant la date du mouvement (« TTF MA+2 ») ;
- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur trimestriel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le trimestre du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant le trimestre calendaire du mouvement (« TTF QA+1 ») ;
- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur annuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour l'année gazière du mouvement tarifaire considéré, sur la période de onze mois se terminant un mois avant l'année gazière du mouvement, l'année gazière étant définie comme la période s'étendant d'octobre à septembre (« TTF YA ») ;
- du prix coté au PEG en France du contrat futur mensuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le mois du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant la date du mouvement (« PEG MA+2 ») ;
- du prix coté au PEG en France du contrat futur trimestriel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le mois du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant la date du mouvement (« PEG QA+1 ») ;

Le terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz évolue chaque mois selon la formule suivante (Δ = évolution du terme) :

$$\Delta m = \Delta(\text{TTF QA}+1)\text{€/MWh} \times 0,03784 + \Delta(\text{TTF MA}+2)\text{€/MWh} \times 0,23951 + \Delta(\text{TTF YA})\text{€/MWh} \times 0,07516 + \Delta(\text{PEG MA}+2)\text{€/MWh} \times 0,57671 + \Delta(\text{PEG QA}+1)\text{€/MWh} \times 0,06074$$

Ces indexations dans les contrats de long terme importés ont été jusqu'à présent représentatives des conditions d'approvisionnement d'Engie. Ce niveau d'indexation correspond à une moyenne pondérée, pour les approvisionnements dans le cadre des contrats de long terme :

- de 99,0 % de volumes indexés pour partie ou en totalité sur les prix de gros du gaz ;
- de 1,0 % de volumes dont le prix est fixe.

2.1.2 L'évolution des conditions d'approvisionnement d'Engie

Engie a présenté à la CRE les principales évolutions des conditions de prix et de volumes de ses contrats d'approvisionnement de long terme.

Les conditions de prix des contrats d'approvisionnement d'Engie peuvent évoluer en fonction notamment des effets d'éventuelles renégociations, en vigueur au 1^{er} juillet 2022, ou entrant en vigueur au cours de la période allant du 1^{er} juillet 2022 au 30 juin 2023.

La CRE n'observe pas d'évolutions majeures du portefeuille de contrats d'achat de gaz naturel d'Engie. Dans la continuité de la tendance observée ces dernières années, les révisions de prix prévisionnelles pour la période juillet 2022-2023 incitent à une indexation légèrement plus forte sur les indices de prix PEG, au détriment des indices TTF (bourse hollandaise du gaz naturel).

A partir du 1^{er} avril 2019, les modalités de fonctionnement de la zone desservie en gaz B ont évolué conformément à la délibération de la CRE du 13 décembre 2018¹. Les consommations de l'ensemble des clients d'Engie ont depuis été intégrées dans le périmètre du contrat de prestation d'échange de gaz H en gaz B entre GRTgaz et Engie, moyennant une rémunération supplémentaire du fournisseur. Comme l'année précédente, la formule tarifaire proposée intègre les recettes de cette prestation en diminution des coûts d'approvisionnement d'Engie qui incluent l'approvisionnement en gaz B.

¹ Pour rappel, avant le 1^{er} avril 2019, seuls les fournisseurs alternatifs pouvaient bénéficier du service de conversion de gaz H en gaz B proposé par GRTgaz. Seul ENGIE devait alimenter directement par lui-même en gaz B ses clients et ne pouvait bénéficier de ce service.

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2022 relatives aux coûts prévisionnels d'Engie, la CRE recommande d'augmenter le niveau de l'indexation aux indices de prix PEG, afin de refléter au mieux la réalité des coûts d'approvisionnement d'ENGIE.

Une partie des coûts d'approvisionnement étant composée de prix fixes, provenant à la fois de certains volumes de gaz importés en France et de coûts des capacités de transport international, la formule tarifaire ne sera toutefois pas intégralement indexée à 100 % sur le marché. La nouvelle formule tarifaire proposée par la CRE est définie de la manière suivante :

$$\Delta m = \Delta(\text{TTF QA}+1)\text{€/MWh} \times 0,04044 + \Delta(\text{TTF MA}+2)\text{€/MWh} \times 0,23303 + \Delta(\text{TTF YA})\text{€/MWh} \times 0,07222 + \Delta(\text{PEG MA}+2)\text{€/MWh} \times 0,59172 + \Delta(\text{PEG QA}+1)\text{€/MWh} \times 0,06066$$

Les indices sont définis à la partie 2.1.1

2.2 Les perspectives d'évolutions des coûts hors approvisionnement 2022-2023

Engie a transmis à la CRE les prévisions d'évolution de ses coûts d'utilisation des infrastructures gazières et de ses coûts commerciaux par rapport aux coûts pris en compte dans les TRV en vigueur.

Additionnellement, ENGIE propose de retenir une hypothèse de baisse de la consommation unitaire de ses clients au TRV, de 3,5% sur la période à venir. Cette hypothèse génère mécaniquement une hausse du coût en €/MWh des différentes composantes hors approvisionnement du tarif.

Compte tenu de la situation des marchés du gaz, et des campagnes de communication qui seront vraisemblablement lancées pour inciter à limiter la consommation de gaz, la CRE considère légitime de s'attendre à une baisse des consommations unitaires sur l'année à venir - hors aléa climatique. La CRE retient donc l'hypothèse proposée par ENGIE. Il convient enfin de noter que la CRE suggère, en partie 3.1, que soit mis en place un dispositif de rebouclage financier afin de tenir compte des éventuels écarts entre les hypothèses et le réalisé sur la dernière année d'existence des TRV.

Les évolutions proposées par ENGIE au 1^{er} juillet 2022 pour les coûts hors approvisionnement sont les suivantes :

- **Distribution** : baisse moyenne de 0,29 €/MWh (le coût moyen de la distribution passe de 19,79 à 19,50 €/MWh soit - 1,5%), soit un **effet à la baisse de 0,24 %** en moyenne sur les TRV non gelés HT au 1^{er} juillet 2022 :
 - une baisse moyenne des grilles tarifaires hors terme R_r de 1,54 % ;
 - une augmentation de 0,24 € par client et par an du terme R_r à compter du 1^{er} juillet 2022 pour les options tarifaires T1 et T2 ;
- **Transport** : hausse de 0,11 €/MWh en moyenne pour l'ensemble des clients au TRV (le coût moyen du transport passe de 5,24 à 5,35 €/MWh, soit +2,1 %), soit un **effet à la hausse de 0,09 %** en moyenne sur les TRV non gelés HT au 1^{er} juillet 2022. Cette hausse est principalement due à l'hypothèse de baisse des consommations unitaires.

En absence d'hypothèse de baisse des consommations unitaires, le coût du transport aurait baissé de 0,07€/MWh, soit -1.3%. Cette baisse aurait eu un impact moyen sur les TRV non gelés HT au 1^{er} juillet 2022 de **-0,06%**.
- **Stockage / Modulation** : augmentation de 1,73 €/MWh en moyenne pour l'ensemble des clients au TRV (le coût du stockage passe de 2,63 à 4,35 €/MWh, soit +65 %), soit un **effet à la hausse de 1,37 %** en moyenne sur les TRV non gelés HT au 1^{er} juillet 2022. Cette hausse a deux causes principales :
 - la hausse du terme tarifaire de stockage (TTS) au 1^{er} avril 2022, de 185,11 €/MWh/j/an à 261,076€/MWh/j/an, partiellement compensée par la baisse du prix des enchères de stockage pour 2022-2023. Au total, total, le coût d'utilisation des stockages augmente de 0,55 €/MWh ;
 - la hausse du coût en BFR du gaz stocké, de 0,23 à 1,03 €/MWh, sous l'effet de la forte hausse des prix de gros du gaz.

En l'absence d'hypothèse de baisse des consommations unitaires, le coût du stockage aurait augmenté de 1,6 €/MWh, soit 61%, soit un effet à la hausse de 1,28% seulement en moyenne sur les TRV non gelés HT.

- **Coûts commerciaux** : augmentation de 1,84€/MWh en moyenne pour l'ensemble des clients au TRV, **soit un effet à la hausse de 1,47%** en moyenne sur les TRV non gelés HT au 1^{er} juillet 2022, dont :
 - Une baisse moyenne des coûts commerciaux hors CEE de 0,02%
 - Une hausse moyenne des coûts de structure de 0,04%
 - Une hausse moyenne des coûts de CEE de 1,45%

2.2.1 Les coûts de distribution

Dans sa délibération du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, la CRE a défini des grilles tarifaires de référence pour lisser les évolutions de structure sur la période ATRD6. Pour les options T1 et T2, l'entrée en vigueur de ces barèmes se traduit notamment par une baisse des abonnements annuels et une hausse des prix proportionnels.

Dans sa délibération du 12 mai 2022, la CRE a ajusté le montant du terme R_f au 1^{er} juillet 2022 pour les options tarifaires T1, T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels. Le montant R_f est identique pour l'ensemble des GRD et s'est établi pour ces options à 8,28 € par an du 1^{er} juillet 2022 au 30 juin 2023 (contre 8,04 € par an jusqu'au 30 juin 2022).

L'évolution des coûts de distribution d'Engie a un impact à la baisse de 0,24 % en moyenne sur les TRV non gelés hors taxe au 1^{er} juillet 2022.

2.2.2 Les coûts de transport

Méthode de calcul des coûts de transport

Les coûts de transport sont fondés sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport (ATRT) fixé par la CRE et sur les réservations des capacités d'accès aux réseaux de transport faites par ENGIE.

Différents termes tarifaires doivent être inclus pour évaluer les coûts de transport à prendre en compte dans les tarifs réglementés de vente de gaz :

- les termes de capacité d'entrée sur le réseau principal, au titre du gaz importé sur le territoire français ;
- les termes de capacité d'entrée et de sortie sur le réseau principal à partir des stockages, au titre du gaz injecté ou soutiré dans les infrastructures de stockage ;
- les termes de capacité de sortie du réseau principal, au titre du gaz livré aux réseaux régionaux ;
- les termes de capacité de transport sur le réseau régional, au titre du gaz acheminé sur le réseau régional ;
- les termes de capacité de livraison.

Principes d'allocation des coûts de transport

- Allocation des coûts directs

Les termes tarifaires concernés sont les termes de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional ainsi que les termes de livraison. Ces coûts directs peuvent être calculés pour chaque client desservi sur le réseau de distribution en fonction de son profil de consommation et de sa consommation annuelle de référence (CAR).

- Allocation des coûts indirects

Les termes tarifaires concernés sont les termes d'entrée aux points d'interconnexion réseaux et aux terminaux méthaniers ainsi que les termes d'entrée et de sortie des stockages. En effet, les coûts de ces termes tarifaires sont globaux et ne peuvent pas être affectés par client ou par catégorie de clients.

Les coûts d'entrée supportés par ENGIE sont répartis entre livraison aux clients finals, transit international et solde des ventes et achats au PEG (Point d'Echange Gaz, place de marché française pour les échanges de gaz) pour déterminer la part des coûts à allouer aux ventes à des clients finals en France. Ces coûts sont ensuite alloués aux différents clients au *pro rata* de leur consommation, mesurée par leur CAR au 1^{er} avril 2022.

Evolution des coûts de transport

La deuxième mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT7, est entrée en vigueur au 1^{er} avril 2022². L'évolution des termes tarifaires qui en résulte entraîne une baisse moyenne de -1,1 % des coûts de transport pour les clients aux tarifs réglementés.

La baisse des souscriptions d'Engie pour des capacités d'entrée sur le réseau français aux points d'interconnexion (PIR), ainsi que la hausse des achats directement au PEG par ENGIE, entraînent une baisse du coût de transport affecté aux TRV d'environ 1,44%. Cette baisse des coûts d'entrée sur le réseau est pour partie atténuée par la baisse des remboursements de plusieurs capacités d'entrée aux PIR par certains fournisseurs qui livrent le gaz directement au PEG.

Cette optimisation des souscriptions est compensée par l'hypothèse de baisse des consommations unitaires évoquée en partie 2.2, impactant à la hausse le coût de transport de 3,6%.

² Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2022

Rattrapage et anticipation de l'augmentation des coûts de transport

Le décalage entre l'évolution des tarifs de transport au 1^{er} avril et la revalorisation des TRV au 1^{er} juillet est pris en compte au moyen d'une part d'un rattrapage au titre de la période du 1^{er} avril au 1^{er} juillet de la période précédente et, d'autre part, d'une anticipation du prochain tarif de transport au titre de la période du 1^{er} avril au 1^{er} juillet à venir.

Figure 1. Calendrier tarifaire et décalage de la prise en compte des augmentations de coûts de transport



En cohérence avec les trajectoires d'évolutions tarifaires prévues dans le cadre du tarif ATRT7³, l'évolution des termes tarifaires du réseau de transport au 1^{er} avril 2022 anticipée lors du précédent exercice d'analyse des coûts d'approvisionnement d'Engie était de +2,64% pour GRTgaz et de +2,01 % pour Teréga

La première mise à jour annuelle du tarif ATRT7⁴, entrée en vigueur au 1^{er} avril 2022, a établi des trajectoires d'évolutions tarifaires différentes de celles qui avaient été anticipées. En conséquence l'évolution du tarif de transport au 1^{er} avril 2022 doit par construction faire l'objet d'un rattrapage, calculé comme l'écart entre l'anticipation de l'exercice précédent et les coûts réalisés après application de la mise à jour du tarif ATRT7. Cet écart se chiffre à -0,04 €/MWh en moyenne pour les clients aux tarifs réglementés.

S'agissant de l'anticipation du niveau des termes tarifaires de transport au 1^{er} avril 2023, l'hypothèse d'évolution est fondée sur une moyenne de l'inflation des scénarios « cas de base » et « dégradé » pour 2023. L'anticipation ainsi calculée a un impact à la hausse de +0,02 €/MWh sur les tarifs réglementés.

L'évolution moyenne à la hausse des coûts de transport pour l'ensemble des TRV est de +0,13 €/MWh, avant intégration de l'anticipation et du rattrapage. En intégrant le rattrapage et l'anticipation, l'évolution réelle est de +0,11 €/MWh en moyenne.

L'évolution des coûts de transport d'Engie a un impact à la hausse de 0,09 % en moyenne sur les TRV non gelés hors taxe au 1^{er} juillet 2022.

2.2.3 Les coûts de stockage

En application de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, le revenu des opérateurs de stockage est régulé depuis le 1^{er} janvier 2018. Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, et la différence, positive ou négative, entre les recettes issues des enchères et le revenu régulé des opérateurs de stockage est compensée, au sein du tarif ATRT, par un terme tarifaire dédié.

Pour évaluer les coûts du stockage, Engie prend donc en compte (i) les coûts de réservation des capacités de stockage via les enchères, (ii) le coût du terme tarifaire stockage dans le tarif ATRT qui s'applique à son portefeuille de clients TRV, et (iii) le besoin en fonds de roulement du gaz immobilisé.

Calcul des coûts de stockage lié à la souscription aux enchères des capacités

Pour 2022-2023, ENGIE prend en compte les coûts de réservation de capacités dans les stockages français, issus des enchères qui ont eu lieu entre juin 2021 et février 2022. Ces capacités seront remplies d'avril à octobre 2022, puis vidées pendant l'hiver gazier de novembre 2022 à mars 2023.

Le volume de stockage est calculé pour couvrir la majeure partie de la modulation des clients d'ENGIE. Une partie de la modulation des clients sur le réseau de distribution est cependant couverte par des apports complémentaires, obtenus par d'autres moyens que les stockages (échanges au PEG, contrats...). Cette couverture complémentaire n'est pas valorisée dans les coûts de stockage mais dans les coûts de transport affectés aux clients aux tarifs réglementés.

³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

⁴ Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2022



Les coûts liés à la souscription de capacités de stockage sont imputés en fonction du débit de modulation hivernale des clients aux TRV.

Pour l'année 2022-2023, les prix d'adjudication des enchères de capacités sont moins élevés que ceux observés sur l'année précédente. Le coût total des enchères de stockage d'Engie a ainsi nettement évolué à la baisse. Ceci a un impact à la baisse sur le coût de stockage pour les tarifs réglementés : la part due aux souscriptions passe de 0,70 à 0,48 €/MWh, soit une baisse de 0,22 €/MWh.

Coût du stockage lié au terme tarifaire stockage introduit dans le tarif de transport

Dans sa délibération du 22 mars 2018⁵, la CRE a introduit un terme tarifaire stockage visant à recouvrer la partie des revenus des opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel non couverte par les revenus directement perçus par ces derniers (principalement issus des enchères), applicable aux clients raccordés au réseau de distribution de gaz non interruptibles. Par délibération du 10 mars 2022⁶, la CRE a fixé ce terme à 261,08 €/MWh/j/an, à partir du 1^{er} avril 2022.

Le terme tarifaire est en augmentation par rapport à celui de l'année précédente (261,08 €/MWh/j/an contre 185,11 €/MWh/j/an), du fait de la baisse des prix d'adjudication des capacités de stockage. Cela a un impact à la hausse sur le coût de stockage des tarifs réglementés : la part due au TTS passe de 1,77€/MWh à 2,54 €/MWh, soit une hausse de 0,77 €/MWh.

La baisse des coûts liés à la souscription d'Engie aux enchères des capacités est donc plus que compensée par la hausse des coûts dus au TTS.

La hausse des coûts de stockage est plus forte que celle du revenu autorisé des opérateurs de stockage. Cela provient essentiellement de la prise en compte de l'évolution des recettes et coûts de commercialisation fondée sur des périodes légèrement différentes entre TTS (année calendaire) et coût des capacités stockage (année gazière).

La baisse du prix moyen d'adjudication des capacités de stockage d'ENGIE est cohérente avec les évolutions constatées à la maille France. Un écart résiduel existe néanmoins entre le coût proposé par ENGIE et le coût moyen national. Cet écart s'explique par les spécificités de la stratégie d'enchère d'ENGIE qui génère inévitablement une déviation par rapport au coût moyen constaté.

| | 2018/2019 | 2019/2020 | 2020/2021 | 2021/2022 | 2022/2023 |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Evolution de la somme des coûts de souscription des capacités de stockage et des coûts liés au TTS depuis l'exercice 2018/2019 (en €/MWh) | | - 0.37 | - 0.59 | + 0.32 | + 0.55 |

Besoin en fonds de roulement (BFR) pour le gaz immobilisé dans les stockages

Le besoin en fonds de roulement (BFR) pour le stockage représente le coût de l'immobilisation du gaz stocké pendant plusieurs mois avant d'être vendu. Hors effet de rattrapage, le BFR 2022-2023 est en hausse moyenne de 0,79 €/MWh (il passe de 0,23 à 1.03 €/MWh) par rapport au BFR 2021-2022 pour un client au TRV, principalement généré par la hausse exceptionnelle des cours du gaz naturel depuis 1 an.

Rattrapage et anticipation de l'évolution des coûts de stockage

De la même manière que pour les coûts de transport, le coût du stockage intègre des composantes de rattrapage permettant de solder les écarts entre prévisionnel et réel. Deux évolutions de sens opposés n'avaient pas été prévues dans le coût prévisionnel du stockage au 2^e trimestre 2022 pour les TRV 2021-2022 : la baisse des coûts d'enchères observée cette année ainsi que la hausse du terme tarifaire de compensation stockage.

De plus on observe également un rattrapage à la hausse sur les coûts du BFR, liée à des prix du marché du gaz plus hauts qu'anticipé.

Au global le rattrapage sur le 2^{ème} trimestre 2022 conduit à une hausse du coût de stockage de 0,22 €/MWh pour un client distribution moyen.

⁵ Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2022 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à partir du 1er avril 2022



2 juin 2022

Pour la période du 1^{er} avril 2023 au 1^{er} juillet 2023, l'hypothèse d'évolution du terme tarifaire stockage est de - 24,1 %. Cette prévision est fondée sur une assiette de compensation constante par rapport à cette année, un revenu autorisé des opérateurs de stockage au 1^{er} avril 2023 au niveau du revenu autorisé en 2022. Une hausse anticipée des revenus d'enchères calculée comme la moyenne des années N-1 et N-2, a mécaniquement un impact à la baisse sur la prévision d'évolution du TTS au 1^{er} avril 2023.

L'anticipation sur le 2^{ème} trimestre 2023 conduit à une augmentation du coût de stockage de 0,04 €/MWh en moyenne pour un client au tarif réglementé.

La prise en compte du BFR et des mécanismes de rattrapage et anticipation conduisent au total à une hausse des coûts de stockage de 1,6 €/MWh pour un client distribution moyen (le coût unitaire passant de 2,63 à 4,23 €/MWh).

La prise en compte d'une évolution à la baisse des consommations unitaires, a un impact à la hausse sur les tarifs moyens de 0,12 €/MWh (passage de 2,63 à 4,35€/MWh).

L'évolution des coûts de stockage d'Engie a un impact à la hausse de 1,37 % en moyenne sur les TRV HT non gelés au 1^{er} juillet 2022.

2.2.4 Les coûts commerciaux

En moyenne ces dernières années, les coûts commerciaux ont représenté entre 10 et 15 % des coûts pris en compte dans les TRV de gaz.

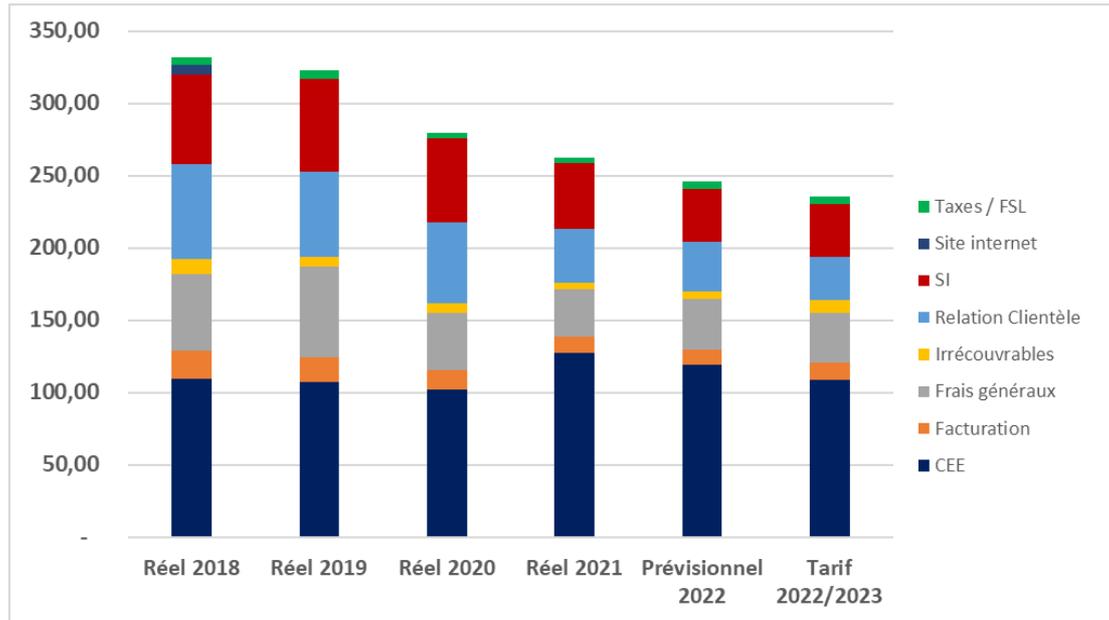
L'article 4 de l'arrêté du 26 juin 2020 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par Engie précise que les coûts commerciaux « se composent des coûts de gestion de la clientèle, de gestion de l'approvisionnement et de gestion de l'accès aux infrastructures, des coûts des certificats d'économies d'énergie ainsi que d'une marge commerciale raisonnable. Ils sont estimés à partir des coûts de l'année précédente, en tenant compte de l'évolution prévisionnelle des coûts et de l'évolution prévisible des volumes de vente pour l'année d'application du présent arrêté ».

Dans le cadre des présents travaux, Engie a communiqué à la CRE ses meilleures prévisions d'évolution des coûts commerciaux pour les années 2022 et 2023. A compter du 1^{er} janvier 2018, Engie a séparé son activité de gestion de clientèle entre ses clients aux TRV et en offre de marché en créant une direction autonome, la Direction Tarif Réglementé (DTR). La création de cette direction dédiée à la gestion des clients aux tarifs réglementés de vente permet une affectation directe d'un certain nombre de coûts. Pour les coûts ne pouvant être affectés directement (système d'information, Fonds de Solidarité pour le Logement...), les prévisions ont été établies conformément aux principes d'affectation des coûts commerciaux entre clients aux tarifs réglementés de vente et clients en offre de marché en vigueur. La CRE a procédé à une analyse de ces coûts prévisionnels en s'appuyant sur la comptabilité dissociée d'Engie.

L'approche retenue par la CRE pour apprécier l'assiette des coûts prévisionnels à prendre en compte dans les tarifs consiste à déterminer un niveau moyen de coûts prévisionnels correspondant à la moyenne des coûts prévisionnels des exercices 2022 et 2023 (du 1^{er} janvier au 30 juin). Dans le cadre de l'élaboration des barèmes des tarifs réglementés de vente, ces coûts sont affectés aux différents tarifs par application de clés de répartition.

L'évolution de l'assiette des coûts commerciaux d'Engie, au périmètre des tarifs réglementés de vente de gaz est présentée ci-après :

Figure 2. Evolution des coûts commerciaux réalisés depuis 2018 et prévisionnels 2022-2023 d'Engie (M€)
Périmètre activité de vente de gaz aux tarifs réglementés de vente sur le marché de masse



Evolution des coûts commerciaux hors CEE

Par rapport à 2021, Engie prévoit une baisse limitée (en M€) des coûts commerciaux hors CEE sur la période 2022-2023, principalement pour tenir compte de l'effet conjugué de la moindre attrition du portefeuille à la suite de la mise en place du bouclier tarifaire et de la gestion de l'extinction des TRV. ENGIE anticipe une baisse de 20% des coûts de relation clientèle par rapport au réalisé de 2021, contre une baisse budgétée de 35% lors du précédent exercice.

Au regard de l'échéance de fin des tarifs réglementés de vente de gaz de juin 2023, ENGIE prévoit une hausse des coûts variables de gestion de la clientèle (recouvrement, irrécouvrables, etc.). Plus particulièrement, ENGIE a intégré des coûts qui pourront survenir au-delà du 30 juin 2023, et qui ne pourront être couverts lors d'une nouvelle période tarifaire. Par cet effet, le budget lié aux factures irrécouvrables double par rapport au réalisé de 2021.

En moyenne sur la période 2022-2023, les coûts commerciaux unitaires hors CEE (en €/MWh) dans les TRV sont en légère diminution.

Evolution des coûts des CEE

Les coûts commerciaux CEE réalisés 2021 (en €) sont significativement plus élevés que les montants prévus initialement (+20 M€). Cet écart est pour moitié expliqué par un effet portefeuille (attrition du portefeuille plus faible qu'anticipée et consommations plus importantes générées par un climat froid). L'autre moitié de cet écart s'explique par une nette hausse des pertes sur la collecte de CEE (dossiers non déposables du fait des délais de traitement).

En 2022, Engie prévoit une forte augmentation des volumes d'obligation CEE, induite par l'entrée en vigueur de la 5^e période CEE (2022-2025).

Engie avait par le passé anticipé que le stock de CEE constitué jusqu'à fin 2021 devait lui permettre de répondre presque entièrement à son obligation CEE jusqu'à la fin des TRV, au 30 juin 2023, ce qui ne permet pas de profiter de la baisse des derniers mois des prix des CEE.

Le coût global est, en outre, augmenté en raison d'un volume significatif de CEE collectés en propre par la Direction des tarifs réglementés d'ENGIE, qui n'ont pas pu être déposés dans les délais réglementaires fixés par le Pôle national des CEE (PNCEE). Cela a un effet haussier sur le coût d'acquisition des CEE présenté par Engie (en €/MWh_{cumac}) pour 2022.

La hausse de la part attribuable aux CEE dans les TRV au 1^{er} juillet 2022 est due en premier lieu à la hausse des coefficients d'obligation CEE classique et précarité au 1^{er} janvier 2022, en second lieu à la hausse du volume de pertes de CEE telles qu'exposées ci-dessus. L'ensemble de ces évolutions conduisent à un coût CEE (en €/MWh) nettement haussier dans les coûts commerciaux présentés par Engie pour les TRV au 1^{er} juillet 2022.



La CRE considère que la responsabilité de la gestion du programme de production de CEE incombe à ENGIE. **La CRE propose de ne pas retenir dans la construction des TRVG pour l'exercice 2022/2023, les pertes prévisionnelles d'ENGIE liées à la non-conformité de ses CEE.**

Ainsi, sur une hausse du poste CEE proposée par ENGIE de 1,82 €/MWh, la CRE propose de ne retenir que +0,59 €/MWh dans les coûts prévisionnels retenus.

Les coûts de préparation de la fin des TRV conduisent à une légère hausse des coûts commerciaux et CEE unitaires à prendre en compte pour la prochaine période tarifaire.

Les coûts commerciaux passent de 9,27 €/MWh à 9,88 €/MWh, ce qui représente un impact moyen sur les TRV non gelés HT au 1^{er} juillet 2022 de + 0,49 %, dont :

- Une baisse moyenne des coûts commerciaux hors CEE de 0,02% ;
- Une hausse moyenne des coûts de structure de 0,04% ;
- Une hausse moyenne des coûts de CEE de 0,47%.

Evolution des volumes de vente aux TRV

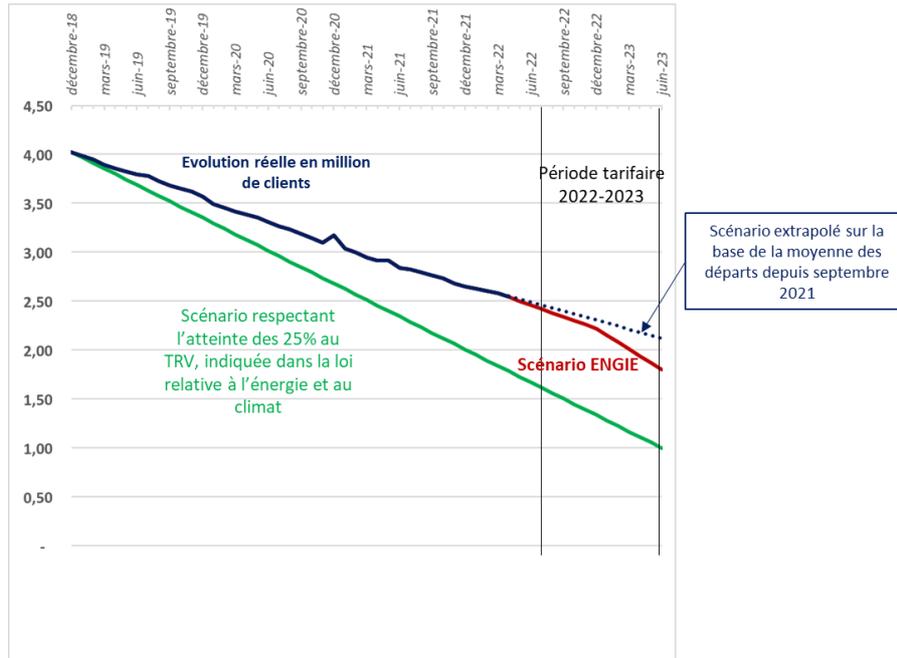
En 2022, Engie prévoit une décroissance limitée de son portefeuille client. Cette dernière est plus forte à partir du 1^{er} janvier 2023, sous l'effet de l'envoi des courriers réglementaires.

Figure 5. Evolution des volumes de vente au tarif réglementé entre 2021 et 2022-23

| | 2021 (réalisé) | mi-2022 à mi-2023 (prévisionnel) | Variation |
|---|-------------------|-------------------------------------|-----------|
| Nombre moyen de clients sur la période (en milliers) | 2 856 | 2 162 | -24,3 % |
| Consommation fournie au tarif réglementé (en TWh) | 31,9 | 22,5 | -29,5 % |

Les prévisions d'évolution du portefeuille d'Engie des clients au TRV en 2022-23 s'appuient sur une baisse du nombre de clients aux TRV de 40 000 par mois au second semestre 2022, puis une accélération du rythme de départ à partir de janvier 2023, à 70 000 par mois. Cette évolution prévisionnelle ne permet cependant pas d'atteindre l'objectif visé par l'article 63 de la loi Energie Climat du 8 novembre 2019, d'un portefeuille résiduel d'ENGIE d'un million de clients au TRV au 30 juin 2023.

Figure 6. Évolutions du nombre de clients domestiques restant au TRV, depuis décembre 2018 et suivant différents scénarii



Le maintien d'un rythme de sortie des TRV au niveau du rythme moyen constaté depuis septembre (- 30 000 clients/mois) ne réduirait le portefeuille qu'à 2,12 millions de clients contre 1,8 millions anticipés par ENGIE. Les estimations d'ENGIE prennent en compte des facteurs d'évolution contraires à savoir :

- 1- l'hypothèse d'une prolongation du bouclier tarifaire jusqu'à fin 2022, permise par la loi, et qui pourrait pousser plus de clients à rester aux TRV ;
- 2- l'envoi des courriers prévus par la loi, ainsi que la mise à disposition de la base clients aux TRV de gaz⁷ à partir de janvier 2023 sauf pour les clients s'y étant opposés explicitement, pourraient au contraire inciter plus de clients à quitter les TRV.

Le mécanisme de bouclage financier évoqué en partie 3.1 se justifie d'autant plus face à cette forte incertitude sur le rythme d'attrition du portefeuille aux TRV d'ENGIE.

Maintien d'un niveau raisonnable de marge commerciale et perspectives

Au vu de l'écart faible constaté en 2021 entre les recettes issues des ventes aux clients au TRV et les coûts réellement supportés par Engie, la CRE recommande de maintenir la marge commerciale raisonnable à son niveau historique dans les TRV au 1^{er} juillet 2022.

2.2.5 Synthèse de l'évolution des coûts hors approvisionnement

Au total, les évolutions des coûts hors approvisionnement ont un impact global haussier sur les TRV non gelés hors taxe au 1^{er} juillet 2022, égal à **+1,88 %**. Cet impact se décompose en :

- - 0,24% issu de l'évolution des coûts de distribution ;
- +0,09 % issu de l'évolution des coûts de transport ;
- +1,37 % issu de l'évolution des coûts de stockage ;
- +0,02 % issu de l'évolution des coûts commerciaux hors CEE et des coûts de structure ;
- +0,47% issu de l'évolution des coûts CEE ;
- +0,17 % issu d'un effet résiduel, de recalage de la marge à son niveau historique⁸.

⁷ Arrêté du 8 juillet 2020 fixant les modalités de mise à disposition des données des clients aux tarifs réglementés de vente du gaz par les fournisseurs historiques.

⁸ La marge utilisée pour la construction des TRV 2022/2023 est bien égale à la marge théorique autorisée pour l'opérateur. L'application du précédent barème sur le portefeuille prévisionnel d'ENGIE pour 2022/2023, aurait entraîné un sous dimensionnement de la marge qui doit faire l'objet d'un réajustement au niveau historique autorisé.



3 ANALYSES COMPLEMENTAIRES DE LA CRE : FIN DES TRVG ET GEL TARIFAIRE

3.1 L'échéance de fin des TRV justifie la mise en place d'un dispositif de bouclage financier pour assurer la couverture des coûts sur leur dernière année d'existence

Les cadres législatif et réglementaire n'introduisent pas de contrôle ex post de la couverture par les TRV des coûts constatés du 1^{er} juillet 2022 au 30 juin 2023. Pourtant, les prévisions et hypothèses retenues dans le présent exercice pourront s'éloigner du réalisé et générer une sur-couverture ou une sous-couverture des coûts retenus par la CRE par les TRVG.

Cela est d'autant plus vrai que le contexte actuel des marchés du gaz, renforce les incertitudes sur les prévisions retenues dans le cadre de l'exercice : baisse de consommation structurelle en réponse à la crise, décroissance du portefeuille de clients aux TRVG très incertaine, effet du bouclier tarifaire, compétitivité des offres de marché non indexées sur le TRV, etc.

A cet égard, l'introduction d'un dispositif de bouclage financier pour l'exercice final 2022/2023 se justifierait. Il pourrait, sur la base d'une analyse des coûts par la CRE, introduire un versement entre l'Etat et Engie après l'échéance de fin des TRV.

Un tel mécanisme aurait vocation à s'appliquer pour l'ensemble des fournisseurs historiques au périmètre des TRVG.

3.2 Les perspectives d'évolution des prix sur les marchés de gros ne permettent pas d'anticiper une baisse des TRV

Vus des cotations de mi-mai 2022, les prix de marché du gaz en France et en Europe sur la prochaine période tarifaire semblent se stabiliser à un niveau proche de celui de juin 2022 (87€/MWh). Les coûts d'approvisionnement seraient donc en légère baisse par rapport au TRV au 1^{er} juin 2022, tout en restant très supérieurs aux niveaux de prix sous-jacents au TRV gelé : l'écart du coût « matière » entre octobre 2021 et juin 2022 est de 43,7€/MWh.

Figure 7 : Evolution en base 100 depuis janvier 2019 des TRVG moyens HT



Figure 8. Evolution prévisionnelle des coûts d'approvisionnement des TRV sur la base de la nouvelle formule tarifaire proposée par la CRE (estimation faite sur la base des informations disponibles courant mai et par rapport au TRV non gelé théorique)

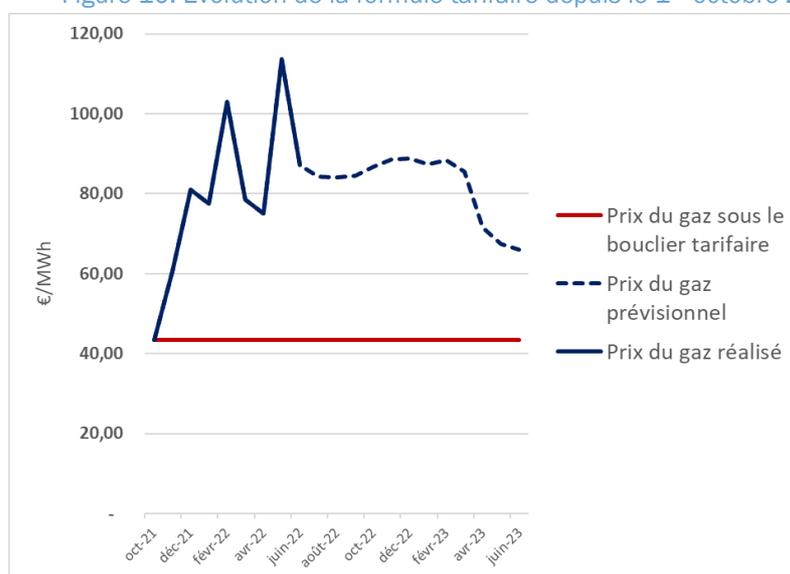
| 2022 | €/MWh | % du TRV moyen |
|-----------|--------|----------------|
| Juillet | - 4,31 | -3,44% |
| Août | - 2,05 | -1,64% |
| Septembre | + 1,54 | 1,23% |
| Octobre | + 5,41 | 4,32% |
| Novembre | + 1,96 | 1,57% |
| Décembre | + 0,29 | 0,23% |

Figure 9. Evolution prévisionnelle des coûts d’approvisionnement des TRV sur la base de la nouvelle formule tarifaire proposée par la CRE (estimation faite sur la base des informations disponibles courant mai et par rapport au TRV gelé)

| 2022 | €/MWh | % du TRV moyen HT |
|-----------|---------|-------------------|
| Juillet | + 39,42 | 48,35% |
| Août | - 2,05 | -2,51% |
| Septembre | + 1,54 | 1,89% |
| Octobre | + 5,41 | 6,64% |
| Novembre | + 1,96 | 2,41% |
| Décembre | + 0,29 | 0,35% |

L’application de la nouvelle formule tarifaire dépendra, en pratique, de l’évolution des prix de marché mois après mois. Les évolutions sont données ici uniquement à titre indicatif. Si les prévisions actuelles ne permettent pas d’établir les futurs niveaux des TRV, il semble néanmoins peu probable que les prix de gros du gaz descendent en-dessous du niveau sous-jacent au TRV gelé.

Figure 10. Evolution de la formule tarifaire depuis le 1^{er} octobre 2021



3.3 Estimation des pertes de recettes supportées par ENGIE sur le segment TRV dans le cadre du bouclier tarifaire.

Les tarifs réglementés de vente de gaz d’ENGIE, sont gelés à leur niveau d’octobre 2021 toutes taxes comprises, selon les modalités définies à l’alinéa I de l’article 181 de la loi de finances pour 2022, jusqu’au 30 juin 2022, date pouvant être modifiée par arrêté et reportée jusqu’au 31 décembre 2022.

Dans l’hypothèse d’une éventuelle prolongation du gel des TRV au-delà du 30 juin 2022, au-delà des coûts d’approvisionnement, qui ne sont plus couverts depuis le 1^{er} novembre 2021, un retard en masse additionnel sera généré via la non-répercussion de la hausse des coûts hors approvisionnement qui auraient dû évoluer au 1^{er} juillet 2022.

Au périmètre des seuls coûts supportés par ENGIE dans le cadre de l’approvisionnement aux TRVG, le gel jusqu’au 30 juin 2022 génèrera une compensation à verser par l’Etat à ENGIE de l’ordre de 900 M€. Dans l’hypothèse d’une prolongation de ce gel jusqu’au 31 décembre 2022, ce montant pourrait atteindre, dans les conditions de marché actuelles, de l’ordre de 1,3 Md€ sur l’ensemble de la période de gel.

Ces estimations de coût pour le budget de l’Etat ne tiennent pas compte de :

- la compensation des fournisseurs alternatifs proposant des offres de marché indexées sur le TRV et éligibles au dispositif de compensation du bouclier tarifaire ;
- l’extension du bouclier tarifaire aux copropriétés et HLM non éligibles aux TRVG.



2 juin 2022

Ces montants sont indicatifs et ne sauraient préjuger du montant qui sera acté dans la délibération de la CRE de juillet 2022 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie.

Au-delà des conséquences pour le budget de l'État d'un prolongement du bouclier tarifaire, il convient de noter que ce dernier diminue l'incitation des consommateurs à maîtriser leur consommation pour l'hiver prochain. C'est pourquoi la CRE estime utile que le gouvernement soutienne, dans la perspective de l'hiver prochain mais également sur le long terme, les mesures de réduction de la consommation de gaz naturel.

4 SYNTHÈSE ET RECOMMANDATIONS DE LA CRE

Conformément au cadre législatif en vigueur, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts d'Engie pour la fourniture des TRV de gaz en 2021.

Sur la base de l'examen approfondi des comptes d'Engie, et de ses coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, la CRE formule les recommandations suivantes :

- Sur l'analyse des coûts 2021 d'Engie

La CRE constate que l'écart en 2021 entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente (TRV) et les coûts réellement supportés par l'opérateur (incluant la marge commerciale) est faible et n'appelle pas de rattrapage.

- Sur l'évolution des coûts hors approvisionnement d'Engie

La CRE constate que les coûts hors approvisionnement proposés par Engie sont en hausse de 2,86%. La CRE propose de retenir :

- Une hausse de 1,22% liée aux coûts d'utilisation des infrastructures supportés par ENGIE
- Une hausse de 0,66% des coûts commerciaux (marge incluse). A ce titre, la CRE ne retient pas une partie des coûts présentés par Engie relatifs aux CEE, car elle considère que les pertes exposées par ENGIE lui incombent.

Figure 11. Tableau d'évolution des coûts hors approvisionnement au 1^{er} juillet 2022

| % d'impact moyen sur les TRV d'Engie au 1 ^{er} juillet 2022 hors taxes | |
|---|----------------|
| Coûts de distribution | -0,24% |
| Coûts de transport | +0,09% |
| Coûts des stockages | +1,37% |
| Coûts commerciaux : | |
| Dont coûts commerciaux hors CEE | +0,02% |
| Dont coûts des CEE | +0,47% |
| Recalage de marge à son niveau historique | +0,17% |
| Total coûts hors approvisionnement | + 1,88% |

- Sur l'évolution de la formule tarifaire d'Engie et des perspectives jusqu'à la fin de l'année 2022

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2022, en raison de la révision de prix de certains contrats de long terme d'Engie, la CRE recommande de faire légèrement évoluer la formule tarifaire en accordant une pondération plus forte à la référence de prix de marché PEG, selon la formule présentée au paragraphe 2.1.2 de la présente délibération.

Les indices sous-jacents utilisés pour le calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement n'étant pas connus à la date du présent rapport, l'évolution de ces coûts au 1^{er} juillet 2022 ne peut pas être calculée à ce stade. Sur la base des données disponibles au 31 mai 2021, l'évolution des coûts d'approvisionnement pourrait induire une baisse de l'ordre de 3,44% par rapport à la formule tarifaire précédente en vigueur au 1^{er} juin 2022.

Enfin, le niveau des prix à terme du gaz sur les prochains mois rend peu probable un retour à la situation d'avant octobre 2021.

- Bilan

Par rapport au TRVG moyen gelé depuis le 1^{er} octobre 2021 (hors taxes) et dans l'hypothèse d'une fin du bouclier tarifaire au 30 juin 2022 :

- la hausse des coûts hors approvisionnement devrait générer une évolution du TRV de +2,85 % ;
- la hausse des coûts d'approvisionnement devrait générer une évolution du TRV de +48,35 %.



2 juin 2022

Par rapport au TRVG moyen non gelé (hors taxes), c'est-à-dire celui qui aurait été appliqué au 1^{er} juin 2022 en l'absence de bouclier tarifaire, l'analyse des coûts menée par la CRE fait ressortir qu'au 1^{er} juillet 2022 :

- la hausse des coûts hors approvisionnement devrait générer une évolution du TRV de +1,88 % ;
- la baisse des coûts d'approvisionnement devrait générer une évolution du TRV de -3,44 %.

Sur la base des conditions de marchés du moment, la compensation des pertes de recette dues au bouclier tarifaire au périmètre des TRVG d'ENGIE s'élèvera à environ 900 M€ pour un gel s'étendant jusqu'au 30 juin 2022 et atteindrait environ 1,3 Md€ pour un gel s'étendant jusqu'au 31 décembre 2022.

Au-delà des conséquences pour le budget de l'État d'un prolongement du bouclier tarifaire, il convient de noter qu'il diminue les signaux qui pourraient inciter les consommateurs à réduire leurs besoins pour l'hiver prochain. Au regard du contexte actuel des marchés du gaz et de l'électricité, la CRE estime utile que le gouvernement soutienne, dans la perspective de l'hiver prochain, mais également sur le long terme, les mesures de réduction de la consommation de gaz naturel.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise à la ministre de la transition énergétique et au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 2 juin 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO